



IDA's Klimaplan 2050 - Fagligt Notat

Konsekvensanalyse af tilføjelse af CCS-anlæg til IDA's Klimaplan 2050

Lund, Henrik; Mathiesen, Brian Vad

Publication date:
2009

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link to publication from Aalborg University](#)

Citation for published version (APA):

Lund, H., & Mathiesen, B. V. (2009). *IDA's Klimaplan 2050 - Fagligt Notat: Konsekvensanalyse af tilføjelse af CCS-anlæg til IDA's Klimaplan 2050*. Ingeniørforeningen i Danmark, IDA.

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal -

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us at vbn@aub.aau.dk providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

IDAS Klimaplan **2050**

FAGLIGT NOTAT



Konsekvensanalyse af tilføjelse af CCS-anlæg
til IDAs klimaplan 2050

Konsekvensanalyse af tilføjelse af CCS-anlæg til IDAs Klimaplan 2050¹

Abstrakt og konklusion:

Dette notat udgør en konsekvensvurdering af at tilføje et CCS anlæg med CO₂-lager i undergrunden til IDAs Klimaplan 2050. Analyserne peger på, at et sådant anlæg ikke er en hensigtsmæssig måde at reducere CO₂-udslippet på. Der vil være andre alternativer, som koster mindre og passer bedre ind i realiseringen af de langsigtede målsætninger om miljø, forsyningssikkerhed og grøn vækst.

Årsagen er, at CCS anlæg er forbundet med meget store anlægsomkostninger med lange levetider. Derfor kræves det (selvom der regnes med en lav realrente på 3%), at et CCS anlæg placeres ved et stort kraft/varme værk med en meget høj benyttelse, for at der tilnærmelsesvis kan skabes økonomi i projektet. Omvendt går IDAs Klimaplan 2050 ud på at reducere de centrale kraft/varme-værkers benyttelse gennem efterisolering af boligerne, el-besparelser, inddragelse af vindkraft, geotermi og solvarme m.m.m. Der eksisterer derfor ikke kraft/varme-værker i IDA klimaplanen, der tilnærmelsesvis har den benyttelse som forrentningen af et CCS anlæg fordrer.

Analyserne omfatter også en vurdering af konsekvenserne af at lade et kraft- og kraft/varme anlæg køre med en benyttelse på 8.000 timer/år aht. CCS anlægget. Analyserne viser dog, at dette har en række negative afledede konsekvenser ift. til det samlede systems effektivitet og evne til at handle el på Nordpool. Heller ikke i denne situation er der således økonomi i et CCS anlæg. Dette skal sammenholdes med, at der jf. de øvrige analyser i Klimaplanen findes andre alternativer med lavere omkostninger, som passer bedre ind i den samlede strategi og målsætninger. På langt sigt i 2050, hvor IDA klimaplanen er overgået til 100% VE vil et CCS anlæg principielt kunne lave "sink", dvs. en negativ CO₂-reduktion, selvom dette vil have store omkostninger. Man skal dog være opmærksom på, at dette vil øge presset på de i forvejen begrænsede biomasse-ressourcer. Desuden vil det i denne situation skulle overvejes om kulstoffet fra afbrænding af biomasse med fordel vil skulle anvendes ved produktion af f.eks. metanol eller andre lignende brændsler.

Data og forudsætninger

I dette notat analyseres konsekvenserne af at tilføje et anlæg der kan lagre CO₂ i undergrunden (CCS-anlæg - Carbon Capture and Storage) til IDAs Klimaplan 2050. Analyserne er foretaget med udgangspunkt i det planlagte anlæg ved Nordjyllandsværket, hvor CO₂-lageret forefindes i umiddelbar nærhed af kraftværket, hvilket er afgørende for omkostningerne. Skulle lageret f.eks. placeres offshore i Nordsøen vurderer Vattenfall, at omkostninger vil forøges med en faktor 5-10.

På Nordjyllandsværket (NJV3) vil egetforbruget af el iflg. Vattenfall blive lidt mere end fordoblet primært på grund af kompression af CO₂. Derudover vil der komme en nedgang i el-produktionen ved at der tages damp ud af turbinen for at drive CC processen. CCS anlægget vil resultere i en 90 % reduktion i CO₂-udslip ved en nedgang i el-produktionen fra 372 MW til 301 MW. Samtidig vil fjervarme-produktionen dog kunne øges.

¹ De faglige notater udarbejdes af forskellige eksperter i forbindelse med klimaprojektet og afspejler ikke nødvendigvis IDAs holdninger

Tekniske data og anlægspris er baseret på input fra Vattenfall bortset fra drifts & vedligeholdelse (D&V), som ikke har været oplyst. Her er de årlige D&V derfor sat til 2% svarende til tilsvarende anlæg (f.eks. kraftværker). De tekniske forudsætninger fremgår af tabel 1, hvoraf også konsekvenserne af at producere 1 TWh el hhv. med og uden CCS er udregnet. Som det ses kræver produktion af 1 TWh el et større kulforbrug med et CCS anlæg end uden. Til gengæld reduceres CO₂-emissionen med netto 0,638 Mton pr. 1 TWh el-produktion.

I en livscyklus-analyse vil reduktionen ikke være helt så stor som her angivet, idet fremskaffelse og transport af kul frem til kraftværket i sig selv giver anledning til en CO₂-emission, som vil øges, når der skal skaffes ekstra kul til energi til CCS anlægget. Denne effekt er ikke medtaget her, idet den generelt ikke er medtaget i analyserne i klimaplanen. Hvis effekten heraf blev medtaget ville CO₂-udledningen til fremskaffelses og transportfasen stige ca. 20% i forhold til referencesituationen afhængigt af, hvor effektivt et anlæg der er tale om, og dermed hvor meget ekstra brændsel der skal bruges. Det er ej heller inkluderet i beregningerne, hvis CO₂-lageret lækker CO₂ p kort eller lang sigt.

Det bemærkes endvidere, at det ikke har været muligt at indhente data om, hvordan CCS påvirker regulerbarheden af kraftværket. Der tænkes her på, at tilføjelsen af et CCS anlæg eventuelt rent teknisk vanskeliggør kul-kraftværkets evne til at ændre produktion i takt med behovet.

Tabel 1, Forudsætninger for CCS-anlæg baseret på data for Nordjyllandsværket:

	Uden CCS	Med CCS
Elproduktion	372 MW	301 MW
Kul-forbrug (47% el-nyttevirkning)	792 MW	792 MW
CO ₂ -emission	100%	10%
Konsekvens ved produktion af 1 TWh el	Uden CCS	Med CCS
Elproduktion	1,00 TWh	1,00 TWh
Kulforbrug (47% elnyttevirkning)	2,13 TWh	2,63 TWh
Ekstra kulforbrug		0,50 TWh
CO ₂ -emission (0,342 Mton/TWh*)	0,728 Mton	0,900 Mton
CCS (90% reduktion)		-0,810 Mton
Netto CO ₂ -emission	0,728 Mton	0,090 Mton
CO ₂ -reduktion med CCS		0,638 Mton

*) svarer til 95 kg CO₂/GJ kul

Økonomiske data:

Anlægsomkostninger i alt 3 mia.kr. fordelt på 1,7 mia.kr. til CCS anlæg med en levetid på 25 år og 1,3 mia.kr. til lager og rørledninger med en levetid på 50 år. D&V årligt 2% af anlægsinvestering. 3% realrente

Udover tabellens omkostning til selve CCS anlægget får systemet også en kapacitets omkostning, idet CCS anlægget lægger beslag på en el-effekt svarende til 71 MW. Denne omkostning kan med udgangspunkt i IDAs Klimaplans investerings-omkostninger værdisættes til ca. 50 mio.kr./år. Dette beløb kan fremkomme enten ved at bygge et ekstra stykke kulfyret dampturbineværk med dages priser på 10 mio.kr./MW en levetid på 30 år og en fast D&V på 2%. Eller der kan i fremtiden investeres i et brændselscelleanlæg til 6

mio.kr./MW men med en højere driftsomkostning på 6%. I begge tilfælde bliver ekstraomkostningen som nævnt 50 mio.kr./år.

Analyse og alternativer

I det følgende er der regnet på en tilføjelse af CCS anlægget til klimaplanen i 2 situationer. I det ene tilfælde ændres der ikke på driften af de centrale kraft- og kraft/varmeværker i forhold til klimaplanen. I dette tilfælde vil et konkret CCS anlæg på et konkret værk ikke kunne benyttes i særligt mange timer pr. år. I den anden situation sættes det konkrete værk til at producere grundlast (8.000 timer/år) for derved at udnytte anlægsinvesteringen fuldt ud. I dette tilfælde får driften afledede konsekvenser for systemets evne til at handle el med udlandet samt evnen til integrere vindkraft. I det sidste tilfælde er det valgt at indregne den fulde omkostning på 50 mio.kr./år til den el-kapacitet, som CCS anlægget beslaglægger (8.000 timer/år). I det første tilfælde er det valgt at regne med 30 mio.kr./år idet der i højere grad er tale om reserve-kapacitet, som må forventes at kunne fremskaffes billigere.

Situation 1: Fastholdt drift af centrale kraft/varme-værker

Benyttelsestiderne for centrale kraft/varmeværker som Nordjyllandsværket er vurderet med udgangspunkt i klimaplanens scenarier for år 2015, 2030 samt 2050. I disse scenarier er hoved-idéen at neddrøse afbrændingen af fossile brændsler gennem anvendelse af vindkraft, varme-besparelser samt geotermi og solvarme mm. Desuden ændres værkerne over tid til værker med bedre el-nyttevirkninger delvist baseret på brændselsceller. Den gennemsnitlige benyttelsestid på de centrale kraft/varmeværker er i dette scenario faldende over årene fra 3.700 timer i 2015 via 2.600 timer i 2030 til 1.200 i 2050. Den sidste relativt lave benyttelsestid er i god samklang med anvendelse af brændselsceller, hvis levetid er meget afhængig af benyttelsestiden. Hvad angår den konkrete placering af Nordjyllandsværket ved Aalborg er disse tal endnu mindre idet Aalborg har en relativ stor andel af affaldskraftvarme samt industriel overskudsvarme fra cementproduktionen. Her er der imidlertid regnet med udgangspunkt i et gennemsnitligt værk.

I Energistyrelsens reference er de tilsvarende benyttelsestider 4.200 timer i 2015 faldende til 3.900 timer i 2030. I Energistyrelsens reference er i disse benyttelsestider indregnet handel med el. Det samme gælder IDA klima-planen.

Det økonomiske resultat er udregnet i tabel 2 (se næste side). I tabellen er omkostningerne udregnet i form af årlige afskrivninger på anlæg samt driftsudgifter i form af øget kulforbrug samt drift og vedligeholdelse af CCS anlæg og lager. Desuden er som nævnt indregnet en omkostning til kompensation for den el-kapacitet CCS anlægget beslaglægger. Indtægterne er udregnet i form af en sparet CO₂-emission svarende til handelsomkostningen på 225 kr./ton.

Som det fremgår overstiger omkostningerne langt indtægterne og CO₂-reduktionens-prisen stiger fra 360 kr./ton i 2015 til over 900 kr./ton i 2050.

Det er i den forbindelse afgørende at være opmærksom på, at afskrivningen af rør og lager forudsætter at anlægget eksisterer i 50 år. Dvs. at der geninvesteres i CCS anlægget efter 25 år. Man kan altså ikke blot vælge at køre anlægget i de første år og så lukke det senere. I så tilfælde bliver omkostningen til afskrivninger af rør og lager meget højere i de første år. Drives anlægget i 50 år med de i tabellen nævnte forudsætninger bliver det akkumulerede underskud i størrelsesordenen 7 mia.kr. Det skal ses i forhold til en anlægsinvestering på 3 mia.kr.

Tabel 2, Omkostninger ved CCS i scenarierne i IDAs Klimaplan 2050

	2015	2030	2050
Benyttelsestider	3.700 timer	2.600 timer	1.200 timer
Elproduktion	1,376 TWh	0,967 TWh	0,446 TWh
Ekstra kulforbrug	0,688 TWh	0,484 TWh	0,223 TWh
CO ₂ -reduktion	0,878 Mton	0,617 Mton	0,285 Mton
Kulforbrug (31,1 kr/GJ = 112 Mkr./TWh)	77 mio.kr./år	54 mio.kr./år	25 mio.kr./år
1,7 mia.kr. til CCS anlæg, levetid på 25 år	98 mio.kr./år	98 mio.kr./år	98 mio.kr./år
1,3 mia.kr. lager og rør, levetid 50 år.	51 mio.kr./år	51 mio.kr./år	51 mio.kr./år
Drifts&V.: årligt 2% af anlægsinv.	60 mio.kr./år	60 mio.kr./år	60 mio.kr./år
Kraftværkskompensation	30 mio.kr./år	30 mio.kr./år	30 mio.kr./år
Omkostninger sum	316 mio.kr./år	293 mio.kr./år	264 mio.kr./år
Indtægter (225 kr/ton CO ₂)	198 mio.kr./år	139 mio.kr./år	64 mio.kr./år
Nettoresultat	- 118 mio.kr./år	- 154 mio.kr./år	- 200 mio.kr./år
CO ₂ -reduktionspris (kr/ton)	360 kr./ton	475 kr./ton	926 kr./ton

I 2050 energisystemet opstår den situation, at biomasse forbruget stiger, hvis der implementeres CCS i IDAs Klimaplan. Dermed vil selvforsynings-muligheden med energi være yderligere under pres, og det kan være nødvendig at lave yderligere reduktioner i biomasse til fly-brændsel, industrien, materialefremstilling eller i el- og varmeproduktionen. Desuden kan der være andre alternative anvendelser af biomassen, der er mere effektive eller mere nødvendigt.

Situation 2: Ændret drift til grundlast på kraft/varme-værk med CCS

Som det fremgår af ovennævnte resultater er benyttelsestiden afgørende i et CCS anlægs økonomi pga. de store anlægsinvesteringer og lange levetider. Derfor er der i det følgende regnet på konsekvenserne, hvis man valgte at lade anlægget køre grundlast 8.000 timer/år i hele lagerets levetid. Dette kræver imidlertid, at man ift. IDAs Klimaplan 2050 ændrer produktionen på det af de centrale kraft/varme-værker, hvor CCS anlægget placeres. Konsekvenserne er vurderet ved at sammenligne energisystemanalyser af klimaplanen hhv. med og uden en sådan ændret driftsform. Desuden er der foretaget en tilsvarende sammenligning, hvis et CCS anlæg indplaceres i Energistyrelsens reference fremskrivning.

Udskrifter af samtlige af disse analyser er vedhæftet som appendiks III og hovedresultaterne er vist og sammenlignet i appendiks I og II. Det skal bemærkes, at det af model-tekniske årsager (på EnergyPLAN modellen) ikke har været muligt at adskille fjernvarme-produktionen fra det konkret kraft/varme-værk med CCS anlæg fra resten af fjernvarme-produktionen på de store kraft/varme-værker. Det betyder, at de negative konsekvenser i resten af energisystemer er en smule undervurderet i årene 2030 og 2050. Der er således tale om minimumsomkostninger for disse år.

Resultaterne ved grundlast er opsummeret i tabel 3. Som det fremgår overstiger omkostningerne indtægterne med 110-320 mio. kr./år, afhængig af, om det anvendes i IDA 2015, IDA 2030 eller IDA 2050. CO₂-reduktionsomkostningerne falder ved grundlast og er på kort sigt 500 kr./ton og på lang sigt 320 kr./ton (Dog med det forbehold, at der som nævnt er tale om minimumsomkostninger).

Tabel 3, Omkostninger ved CCS i scenarierne i IDAs Klimaplan 2050 ved ændret drift til grundlast

	2015	2030	2050
		*)	*)
Benyttelsestider på CCS anlæg	8.000 timer	8.000 timer	8.000 timer
CO ₂ -reduktion på CCS anlæg	1,95 Mton/år	1,95 Mton/år	1,95 Mton/år
Ekstra brændselsforbrug i system	2,39 TWh/år	1,66 TWh	1,33 TWh
Ændret el-handel (øget eksport)	0,19 TWh/år	0,29 TWh	0,43 TWh
CO ₂ -forøgelse i system (excl. CCS)	0,79 Mton	0,67 Mton	0 Mton
Øget brændselsforbrug i system	365 mio.kr./år	154 mio.kr./år	282 mio.kr./år
Øget d&v i system	16 mio.kr./år	17 mio.kr./år	26 mio.kr./år
1,7 mia.kr. til CCS anlæg, levetid på 25 år	98 mio.kr./år	98 mio.kr./år	98 mio.kr./år
1,3 mia.kr. lager og rør, levetid 50 år.	51 mio.kr./år	51 mio.kr./år	51 mio.kr./år
D&V.: årligt 2% af anlægsinv.	60 mio.kr./år	60 mio.kr./år	60 mio.kr./år
Kraftværkskompensation	50 mio.kr./år	50 mio.kr./år	50 mio.kr./år
Omkostninger sum	640 mio.kr./år	430 mio.kr./år	567 mio.kr./år
Indtægter (225 kr./ton CO ₂)	262 mio.kr./år	288 mio.kr./år	439 mio.kr./år
Ændret el-handel i system	60 mio.kr./år	29 mio.kr./år	-58 mio.kr./år
Indtægter sum	322 mio.kr./år	317 mio.kr./år	381 mio.kr./år
Nettoresultat	- 318 mio.kr./år	- 113 mio.kr./år	- 186 mio.kr./år
CO ₂ -reduktionspris (kr/ton)	500 kr./ton	313 kr./ton	321 kr./ton

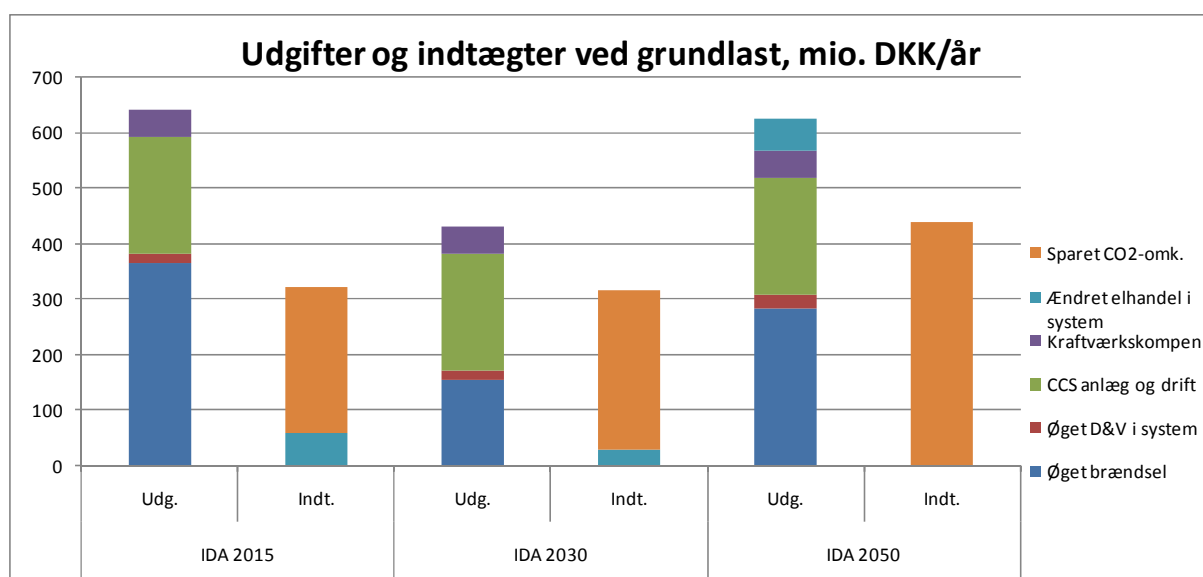
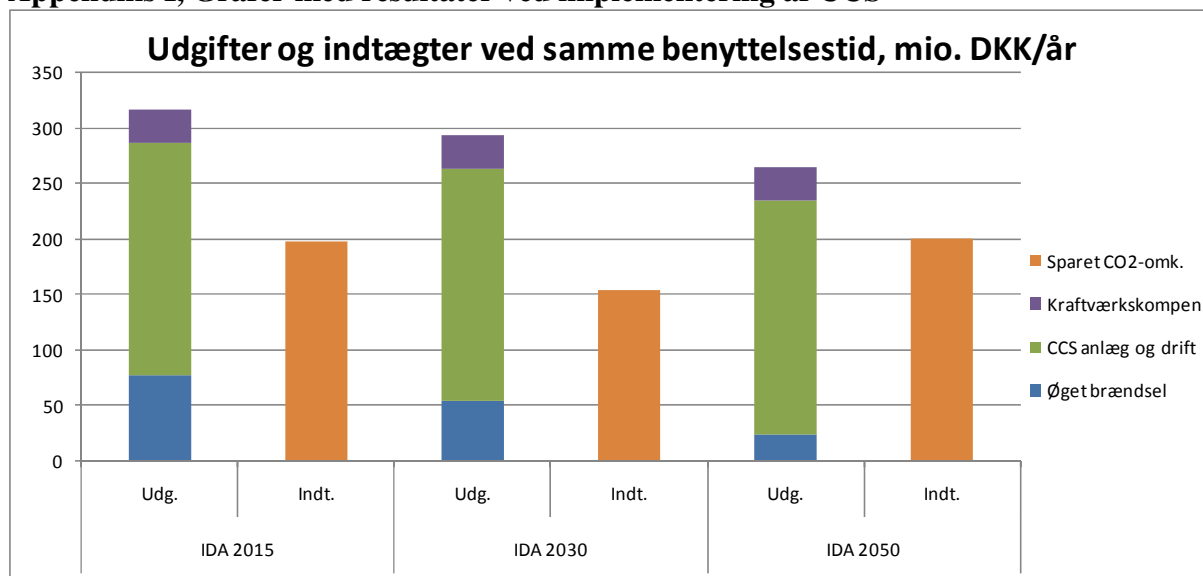
*) For årene 2030 og 2050 er effekten af fastholdt produktion (af model-tekniske årsager) undervurderet. Der er derfor her tale om minimums-omkostninger. De reelle omkostninger vil være større.

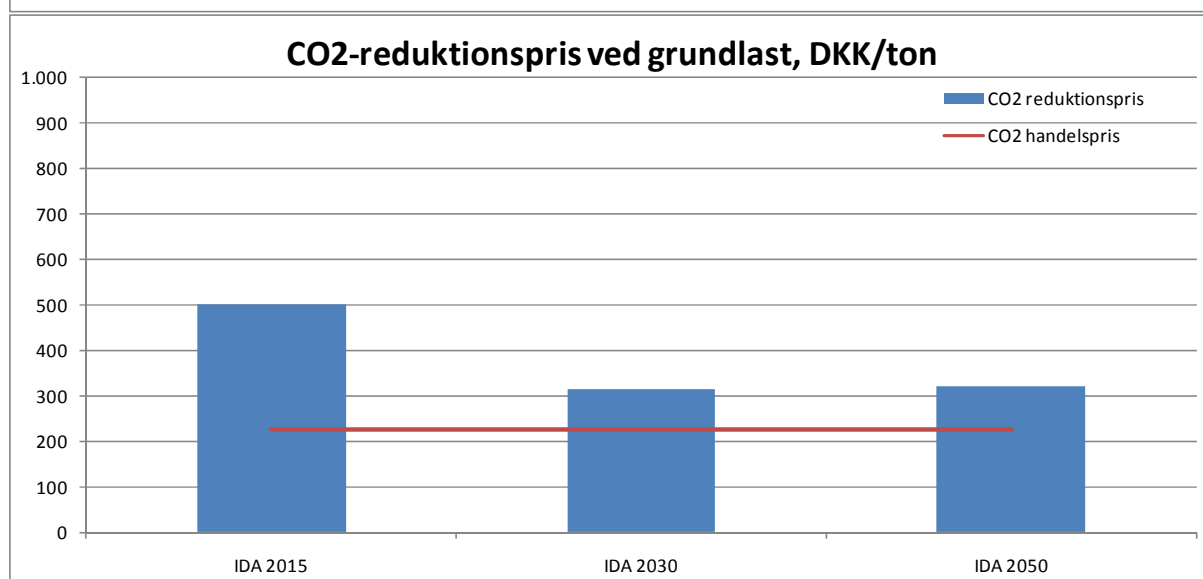
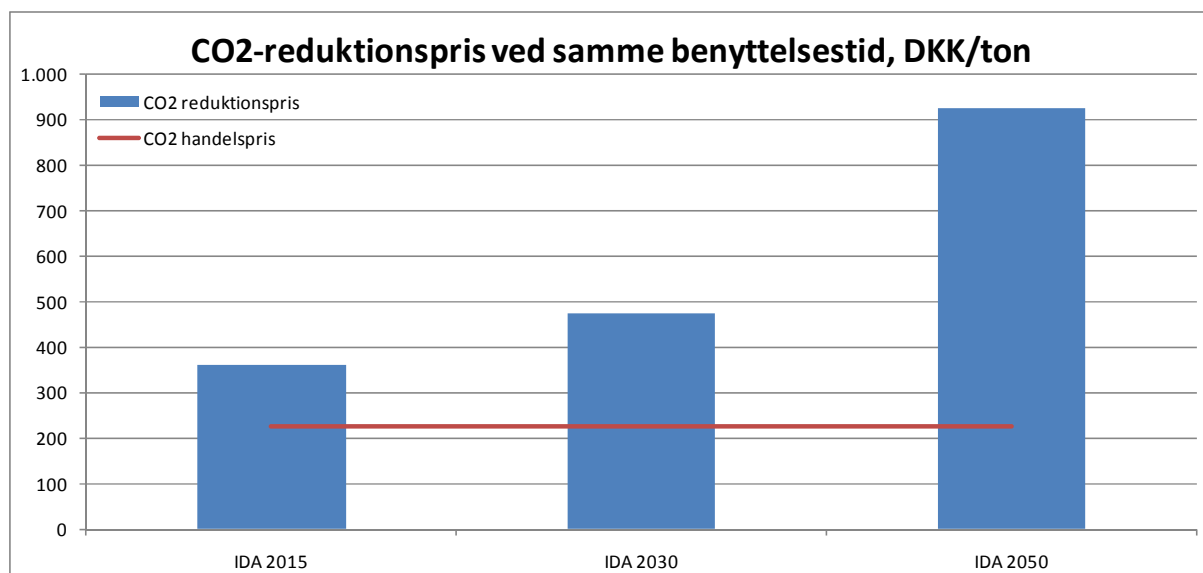
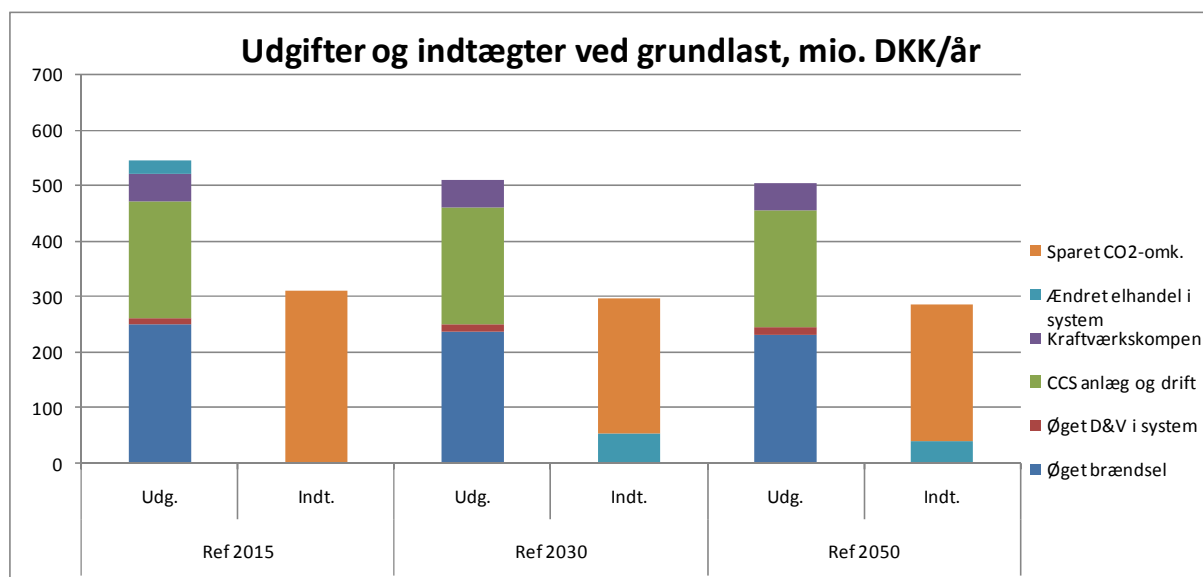
Appendiks I viser resultaterne i en række grafer.

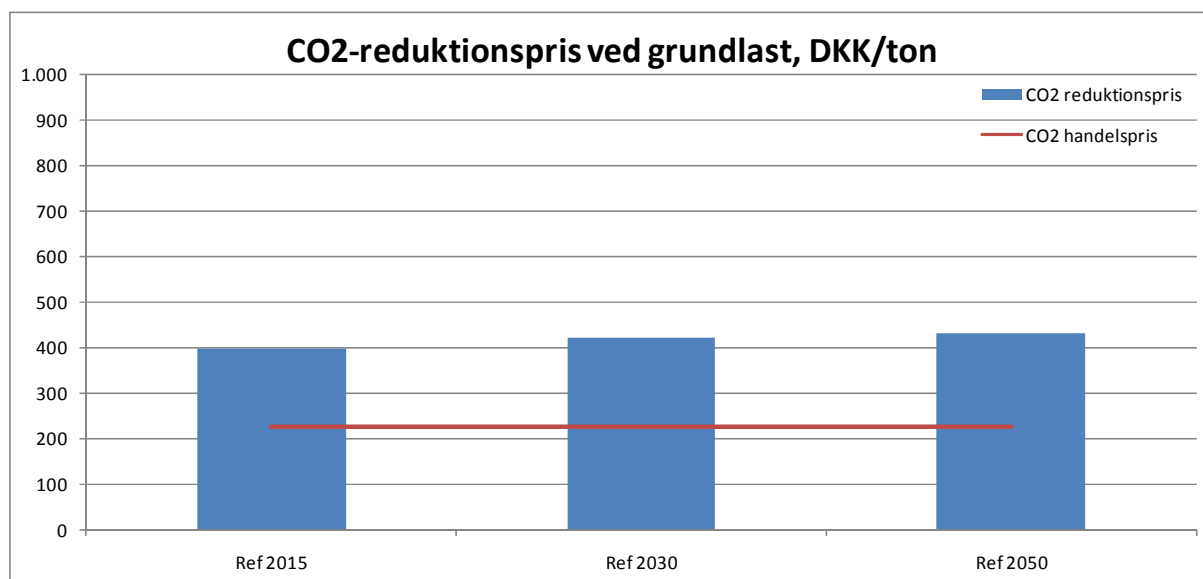
Den første side sammenligner årlige indtægter og udgifter i de tre analyserede alternativer. I den øverste figur ses resultaterne med fastholdt driftsform. Som det fremgår er anlægsomkostninger m.v. afgørende i denne situation. De to næste figurer viser resultatet hvis driftsformen ændres til 8.000 timer/år for hhv. IDA's klimaplan 2050 og referencen. I dette tilfælde er det de afledede brændselsomkostninger i systemet der bliver afgørende.

På den efterfølgende side er CO₂-reduktionsomkostningerne vist og sammenlignet med CO₂-handelspriser. Igen skal det bemærkes, at der for årene 2030 samt 2050 i de to nederste tilfælde er tale om minimumsomkostninger.

Appendiks I, Grafer med resultater ved implementering af CCS







Appendiks II, Tabeller med resultater ved implementering af CCS

IDA 2015	Enheder	IDA	IDA + CCS	CCS	Ændring
Energi&Miljø					
Kul	TWh/år	22,98	24,96		1,98
Olie	TWh/år	73,37	73,42		0,05
Ngas	TWh/år	30,18	30,64		0,46
Biomasse	TWh/år	47,74	47,68		-0,06
VE	TWh/år	16,49	16,45		-0,04
Total	TWh/år	190,75	193,15		2,39
Import af el	TWh/år	2,62	2,51		-0,11
Eksport af el	TWh/år	6,47	6,55		0,08
Net-eksport	TWh/år	3,85	4,04		0,19
CO2-emission	Mton/år	34,47	35,26	1,95	-1,16
Økonomi					
Kul	Mkr./år	2573	2795		222
Olie	Mkr./år	5074	5093		19
Ngas	Mkr./år	9168	9304		136
Biomasse	Mkr./år	10868	10856		-12
Brændsels i alt	Mkr./år				365
D&V	Mkr./år	316	332		16
CCS anlæg og drift	Mkr./år				209
Kraftværkskompen.	Mkr./år				50
Omkostninger i alt	Mkr./år				640
El-handel	Mkr./år	-1174	-1234		60
CO2-omkostning	Mkr./år	7756	7933	439	262
Indtægter i alt	Mkr./år				322
CO2 reduktionspris	kr./ton				500

REF 2015	Enheder	REF	REF + CCS	CCS	Ændring
Energi&Miljø					
Kul	TWh/år	35,04	36,53		1,49
Olie	TWh/år	89,47	89,51		0,04
Ngas	TWh/år	44,88	45,13		0,25
Biomasse	TWh/år	44,65	44,63		-0,02
VE	TWh/år	10,62	10,62		0
Total	TWh/år	224,67	226,42		1,76
Import af el	TWh/år	4,67	4,67		0
Eksport af el	TWh/år	3,95	3,83		-0,12
Net-eksport	TWh/år	-0,72	-0,84		-0,12
CO2-emission	Mton/år	45,9	46,47	1,95	-1,38
Økonomi					
Kul	Mkr./år	3923	4090		167
Olie	Mkr./år	9139	9153		14
Ngas	Mkr./år	13944	14017		73
Biomasse	Mkr./år	11726	11722		-4
Brændsels i alt	Mkr./år				250
D&V	Mkr./år	414	425		11
CCS anlæg og drift	Mkr./år				209
Kraftværkskompen.	Mkr./år				50
Omkostninger i alt	Mkr./år				520
El-handel	Mkr./år	485	511		-26
CO2-omkostning	Mkr./år	10328	10456	439	311
Indtægter i alt	Mkr./år				285
CO2 reduktionspris	kr./ton				396

IDA 2030	Enheder	IDA	IDA + CCS	CCS	Ændring
Energi&Miljø					
Kul	TWh/år	15,84	17,89		2,05
Olie	TWh/år	44,95	44,92		-0,03
Ngas	TWh/år	19,63	19,51		-0,12
Biomasse	TWh/år	45,37	45,22		-0,15
VE	TWh/år	30,97	30,86		-0,11
Total	TWh/år	156,74	158,4		1,64
Import af el	TWh/år	1,34	1,28		-0,06
Eksport af el	TWh/år	11,17	11,4		0,23
Net-eksport	TWh/år	9,83	10,12		0,29
CO2-emission	Mton/år	22,5	23,17	1,95	-1,28
Økonomi					
Kul	Mkr./år	1774	2003		229
Olie	Mkr./år	1799	1790		-9
Ngas	Mkr./år	5816	5778		-38
Biomasse	Mkr./år	8495	8467		-28
Brændsels i alt	Mkr./år				154
D&V	Mkr./år	254	271		17
CCS anlæg og drift	Mkr./år				209
Kraftværkskompen.	Mkr./år				50
Omkostninger i alt	Mkr./år				430
El-handel	Mkr./år	-1912	-1941		29
CO2-omkostning	Mkr./år	5062	5213	439	288
Indtægter i alt	Mkr./år				317
CO2 reduktionspris	kr./ton				313

REF 2030	Enheder	REF	REF + CCS	CCS	Ændring
Energi&Miljø					
Kul	TWh/år	19,33	21,61		2,28
Olie	TWh/år	94,75	94,82		0,07
Ngas	TWh/år	39,88	40,25		0,37
Biomasse	TWh/år	52,51	51,79		-0,72
VE	TWh/år	12,02	12,02		0
Total	TWh/år	218,5	220,48		2
Import af el	TWh/år	9,23	9,14		-0,09
Eksport af el	TWh/år	1,45	1,4		-0,05
Net-eksport	TWh/år	-7,78	-7,74		0,04
CO2-emission	Mton/år	41,12	41,99	1,95	-1,08
Økonomi					
Kul	Mkr./år	2164	2419		255
Olie	Mkr./år	10689	10710		21
Ngas	Mkr./år	12320	12427		107
Biomasse	Mkr./år	13010	12863		-147
Brændsels i alt	Mkr./år				236
D&V	Mkr./år	344	359		15
CCS anlæg og drift	Mkr./år				209
Kraftværkskompen.	Mkr./år				50
Omkostninger i alt	Mkr./år				510
El-handel	Mkr./år	3347	3292		55
CO2-omkostning	Mkr./år	9251	9447	439	243
Indtægter i alt	Mkr./år				298
CO2 reduktionspris	kr./ton				421

IDA 2050	Enheder	IDA	IDA + CCS	CCS	Ændring
Energi&Miljø					
Kul	TWh/år	0	0		0
Olie	TWh/år	0	0		0
Ngas	TWh/år	0	0		0
Biomasse	TWh/år	107,88	109,21		1,33
VE	TWh/år	44,02	44,02		0
Total	TWh/år	151,9	153,23		1,33
Import af el	TWh/år	0,85	0,8		-0,05
Eksport af el	TWh/år	15,49	15,87		0,38
Net-eksport	TWh/år	14,64	15,07		0,43
CO2-emission	Mton/år	0	0	1,95	-1,95
Økonomi					
Kul	Mkr./år	0	0		0
Olie	Mkr./år	0	0		0
Ngas	Mkr./år	0	0		0
Biomasse	Mkr./år	21062	21344		282
Brændsels i alt	Mkr./år				282
D&V	Mkr./år	223	249		26
CCS anlæg og drift	Mkr./år				209
Kraftværkskompen.	Mkr./år				50
Omkostninger i alt	Mkr./år				567
El-handel	Mkr./år	-2841	-2783		-58
CO2-omkostning	Mkr./år	0	0	439	439
Indtægter i alt	Mkr./år				381
CO2 reduktionspris	kr./ton				321

REF 2050	Enheder	REF	REF + CCS	CCS	Ændring
Energi&Miljø					
Kul	TWh/år	20,32	22,59		2,27
Olie	TWh/år	111,65	111,72		0,07
Ngas	TWh/år	33,73	34,06		0,33
Biomasse	TWh/år	57,76	57,06		-0,7
VE	TWh/år	14,51	14,51		0
Total	TWh/år	237,96	239,94		1,97
Import af el	TWh/år	12,64	12,58		-0,06
Eksport af el	TWh/år	0,84	0,82		-0,02
Net-eksport	TWh/år	-11,8	-11,76		0,04
CO2-emission	Mton/år	44,69	45,56	1,95	-1,08
Økonomi					
Kul	Mkr./år	2275	2530		255
Olie	Mkr./år	13035	13056		21
Ngas	Mkr./år	10645	10744		99
Biomasse	Mkr./år	13476	13333		-143
Brændsels i alt	Mkr./år				232
D&V	Mkr./år	394	408		14
CCS anlæg og drift	Mkr./år				209
Kraftværkskompen.	Mkr./år				50
Omkostninger i alt	Mkr./år				505
El-handel	Mkr./år	5109	5068		41
CO2-omkostning	Mkr./år	10056	10250	439	245
Indtægter i alt	Mkr./år				286
CO2 reduktionspris	kr./ton				430

Appendiks III, Output fra modellering af CCS grundlastscenariet i IDAs Klimaplan 2050